xvieriac
Puerto Iguazú, Argentina

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ
17 al 21 de mayo de 2015

cigré
C1-19

Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

ESQUEMA ADAPTABLE DE SEPARACIÓN CONTROLADA EN ISLAS ELÉCTRICAS: PROPUESTA METODOLÓGICA

N. GRANDA GUTIÉRREZ *(1) **D.G. COLOMÉ(1)**
(1) Universidad Nacional de San Juan – CONICET
Argentina

***Resumen** – En el presente trabajo se aborda el problema del diseño e implementación de Esquemas de Separación Controlada en Islas (**ESCI**) para sistemas eléctricos de potencia (**SEP**). Se presenta el problema de separación controlada en islas, donde se detallan las premisas básicas para su diseño, y se propone una nueva metodología para el diseño de un ESCI capaz de adaptarse a las condiciones de operación del SEP. En primera instancia, los generadores son clasificados en grupos coherentes mediante un algoritmo recursivo de agrupamiento aplicado a las mediciones entregadas por Unidades de Medición Sincrofasorial. Como segundo paso, mediante un modelo del control potencia-frecuencia de cada isla y basándose en conceptos de teoría de grafos, mínima distancia eléctrica y balance de potencia activa, se determinan las líneas de transmisión a ser abiertas con el fin de formar islas eléctricas estables y autosuficientes. Se muestra el adecuado desempeño del ESCI propuesto frente a condiciones de colapso utilizando el Sistema New England de 39 barras y 10 generadores del IEEE.*

Palabras clave: Isla Eléctrica - Coherencia - Partición de Red – Grafos – Distancia Mínima – Frecuencia.

1 INTRODUCCIÓN

La seguridad de un Sistema de Eléctrico de Potencia (**SEP**) se refiere a la habilidad del sistema para sobrevivir a disturbios inminentes, conocidos como contingencias, sin la interrupción del servicio a la demanda. La seguridad no solo incluye la estabilidad, sino que además abarca la integridad del sistema y la evaluación del estado de equilibrio desde el punto de vista de sobrecargas, bajos y/o sobre tensiones, baja y/o sobre frecuencia. El control de la seguridad apunta a tomar decisiones en diferentes horizontes de tiempo y niveles de detalle distintos con el fin de prevenir contingencias catastróficas y apagones. La separación controlada de un sistema eléctrico en islas eléctricas autosuficientes más pequeñas es considerada como la última medida de control de emergencia para detener la propagación de fallas, evitar la separación incontrolada del sistema y prevenir el colapso del mismo. La separación controlada se aplica cuando se pueden definir áreas específicas de carga/generación dentro del sistema, y las líneas a ser abiertas. La separación controlada en islas adecuadamente planificada e implementada, además de evitar un colapso total / parcial, permite: satisfacer un porcentaje de la demanda, mantener operando las centrales de generación, asegurar la estabilidad de las islas formadas a través de acciones de control que garantizan un adecuado balance de potencia, control de frecuencia, tensión y sobrecargas. Adicionalmente, la separación controlada permite que la restauración del sistema se realice de manera más eficiente [1].
El presente trabajo propone un nuevo Esquema de Separación Controlada en Islas (**ESCI**) capaz de adaptar su comportamiento a la evolución de las variables del sistema frente a una perturbación, es decir considera el disturbio, la topología de la red y el estado operativo pre y post-falla del sistema para definir el número de

* e-mail: ngranda@iee.unsj.edu.ar. Dirección: Av. Libertador Gral. San Martín 1109 Oeste (J5400ARL), San Juan, Argentina.

islas a formar y los vínculos de transmisión a ser abiertos. Como recurso tecnológico se propone el uso de Unidades de Medición Sincrofasorial para medir la evolución dinámica de las distintas variables del sistema; éstas mediciones son analizadas mediante un algoritmo recursivo de agrupamiento que determina, en tiempo real, los Grupos de Generadores Coherentes (***GGC***) en el sistema eléctrico. Mediante un algoritmo de cálculo, basado en el concepto de distancia mínima, que incluye la restricción de balance de potencia activa, se determinan las islas eléctricas a formar. El valor de la restricción de potencia activa se determina en base a los valores de frecuencia mínima y máxima esperada después de la separación en islas; con este fin, se modela el control potencia- frecuencia de cada isla.

En la siguiente sección, se presenta la nueva propuesta metodológica para diseño e implementación de un ESCI adaptable a las condiciones operativas del sistema. En la sección 3, mediante un caso de estudio se muestra que el ESCI propuesto es capaz de evitar el colapso debido a la salida en cascada de vínculos de transmisión. Finalmente, en la sección 5 se presentan las conclusiones del trabajo.

2 PROPUESTA METODOLÓGICA PARA ESQUEMA SEPARACIÓN CONTROLADA EN ISLAS ELÉCTRICAS

En esta sección se presenta una nueva propuesta metodológica para diseñar un ESCI capaz de adaptarse a las condiciones operativas del sistema, cuyo soporte tecnológico son las unidades de medición sincrofasorial. La metodología propuesta consta de tres etapas principales, como puede observarse en la Fig. 1.

2.1 Evaluación de Coherencia Dinámica en Tiempo Real

El principal objetivo de la evaluación de coherencia en un sistema eléctrico es determinar los generadores que oscilan juntos cuando ocurre un disturbio. Durante la operación en tiempo real, el estado del sistema cambia continuamente (patrones de generación y demanda, topología de la red, tipo, lugar y duración de una falla) y bajo diferentes escenarios operativos, la coherencia dinámica entre los generadores también cambia. Con el objetivo de garantizar la operación sincronizada entre los generadores de cada isla, en la primera etapa del ESCI propuesto, se determinan los GGC mediante la metodología de evaluación de coherencia dinámica propuesta por los autores en [2]. Esta metodología utiliza tecnología de sincrofasores (PMU) que permite reducir la incertidumbre respecto al estado operativo del sistema, puesto que se cuenta con mediciones de la dinámica del sistema, en tiempo real.

2.2 Formación de Islas Eléctricas

La segunda etapa de la metodología consiste en determinar los vínculos de transmisión que deben ser abiertos para formar las islas. En la Fig. 2 se muestra un diagrama de flujo del proceso de formación de islas eléctricas.

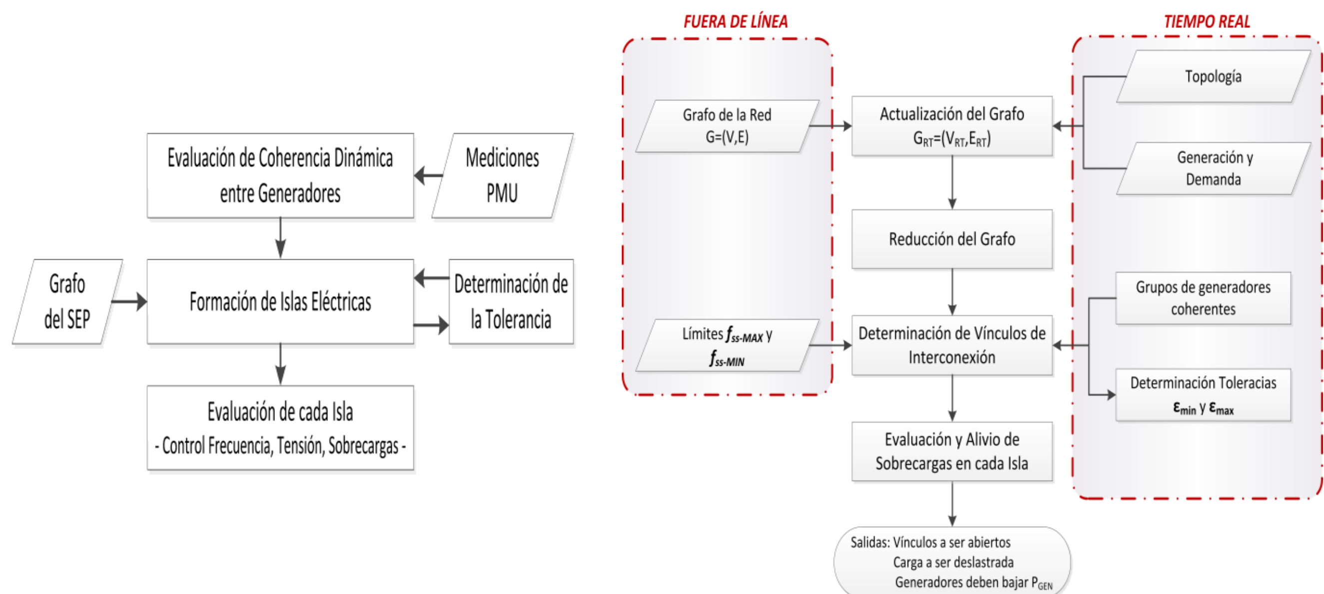


Fig. 1. Diagrama de Flujo del ESCI propuesto

Fig. 2. Proceso de Formación de Islas Eléctricas

2.2.1 Determinación de Generadores y Carga en Cada Isla

Con el fin de asegurar la operación sincronizada entre generadores, cada isla estará formada únicamente por generadores coherentes, por consiguiente existirán tantas islas eléctricas como GGC. El procedimiento inicia con la modelación del SEP mediante un grafo ponderado no dirigido, construido fuera de línea y actualizado a cada instante con los datos obtenidos en tiempo real: topología, generación y carga. Para cada GGC, se forma una lista de los generadores ordenados de manera descendente acorde con su potencia generada. Mediante un proceso recursivo de búsqueda y cálculo de caminos mínimos entre generadores y cargas, se van asignando las cargas a cada GGC [3].

Cada vez que se anexa una nueva carga a la isla en formación se debe verificar, mediante la ec. (1), que el balance de potencia cumple con los límites de tolerancia especificados:

$$\varepsilon_{\min} < \sum_{i=1}^{NG_{GGC}} P_{Gi} - \sum_{j=1}^{NL_{GGC}} P_{Li} < \varepsilon_{\max} \qquad (1)$$

Los límites de tolerancia $\boldsymbol{\varepsilon_{min}}$ y $\boldsymbol{\varepsilon_{max}}$ determinan el desbalance de generación - demanda permitido y definen el comportamiento de la frecuencia en cada isla: una mayor tolerancia implica mayor variación de frecuencia en la isla y menor cantidad de carga a desconectar al momento de formar las islas eléctricas. Los valores $\boldsymbol{\varepsilon_{min}}$ y $\boldsymbol{\varepsilon_{max}}$ se determinan mediante un modelo del control potencia-frecuencia del SEP. Este modelo calcula la frecuencia promedio de todos los generadores presentes en cada isla luego de un desbalance generación / carga en estado estacionario y los valores máximos / mínimos alcanzados durante la respuesta dinámica [4].

2.2.2 Modelo del Control Potencia-Frecuencia en Cada Isla

La respuesta dinámica de la frecuencia de un SEP aislado, luego de un disturbio **ΔPo(s)**, puede ser calculada mediante un modelo equivalente que considere: la inercia (**H**) y el estatismo (**R**) del conjunto de generadores, así como el amortiguamiento de la carga (**D**). Se debe modelar el conjunto regulador de velocidad - turbina para generador mediante un modelo reducido de primer orden [5]. La respuesta dinámica de la frecuencia del conjunto de generadores, viene dada por la ec. (2).

$$\Delta f(s) = \frac{-\Delta Po(s)\cdot \prod_{i=1}^{N}\left(1+sT_i\right)}{\left(2Hs+D\right)\prod_{i=1}^{N}\left(1+sT_i\right)+\sum_{j=1}^{N}\left[\frac{Km_j}{R_j}\left(1+sF_jT_j\right)\prod_{i=1,i\neq j}^{N}\left(1+sT_i\right)\right]} \qquad (2)$$

Donde $\mathbf{Km_i}$, $\mathbf{F_i}$ y $\mathbf{T_i}$ son los parámetros del modelo equivalente regulador de velocidad – turbina de cada generador, **N** es el número de generadores [6]. La respuesta temporal del modelo de control potencia-frecuencia, representado por ec. (2), se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta f(t) = \Delta Po \cdot \sum_{i=1}^{N+1} \frac{A_i}{p_i}\left(1-e^{p_i\cdot t}\right)\cdot U(t) \qquad (3)$$

Donde $\mathbf{A_i}$ y $\mathbf{p_i}$ son los ceros y polos respectivamente de la función de transferencia del modelo reducido. El instante de tiempo ($\mathbf{t_{min}}$) en que ocurre la máxima desviación de la frecuencia se obtiene derivando e igualando a cero la ec. (3). Una vez obtenido $\boldsymbol{t_{min}}$ se lo reemplaza en la ec. (3) para obtener la máxima desviación de la frecuencia ($\boldsymbol{\Delta f_{max}}$). El modelo descrito no considera las oscilaciones que pueden ocurrir entre máquinas luego de un disturbio, limitación que no afecta los resultados pues se considera solamente generadores coherentes para formar las islas.

Conocido el rango de variación de la frecuencia en estado estable [$\boldsymbol{f_{ss\text{-}MAX}}$, $\boldsymbol{f_{ss\text{-}MIN}}$] luego de la actuación de la regulación primaria de frecuencia, mediante la ec. (4) se calcula el valor de las variaciones de potencia eléctrica ($\boldsymbol{\Delta P_{MAX}}$ y $\boldsymbol{\Delta P_{MIN}}$) que producen las variaciones de frecuencia especificadas.

$$f_{ss} = f_{nom} + \Delta f_{ss}$$
$$\Delta f_{ss} = \frac{R_{eq}}{1+R_{eq}\cdot D}\cdot \Delta P \qquad (4)$$

Los valores ΔP_{MAX} y ΔP_{MIN} obtenidos son usados como perturbaciones **ΔPo(s)** en la ec (2) y (3) para calcular las frecuencias mínima y máxima que se alcanzarán luego de la separación en islas. Estos valores se comparan con los límites máximos y mínimos ($f_{rel\text{-}MAX}$ y $f_{rel\text{-}MIN}$) impuestos por los relés de sobre y baja frecuencia de los generadores. En caso que se viole algún límite, se calcula un nuevo valor de desbalance ΔP_{MAX} y ΔP_{MIN} que no produzca la actuación de dichas protecciones. El modelo permite también determinar el número de pasos del EAC que actuarán en caso de baja frecuencia. Los valores corregidos de ΔP_{MAX} y ΔP_{MIN} son entregados al proceso de determinación de vínculos de interconexión a ser desconectados y se constituyen en los límites de tolerancia ε_{min} y ε_{max} que determinan el desbalance de generación-carga de cada isla.

El estatismo equivalente (R_{eq}) de cada isla es un valor que cambia acorde con la reserva de potencia en las unidades de generación. Una unidad que ha alcanzado su límite máximo de potencia no puede seguir aportando a la regulación primaria de frecuencia, y por tanto no se debe incluir en el cálculo del estatismo equivalente [7].

Luego que el proceso recursivo para determinar generadores y cargas asignados cada isla ha terminado, se realiza un chequeo de conectividad en cada isla. Puede ocurrir que no exista conexión eléctrica posible entre la isla y una carga asignada a dicha isla. En estos casos, el chequeo de topología asigna dicha carga a la isla más cercana y recalcula el desbalance de potencia.

2.2.3 Esquema de Alivio de Carga / Disparo de Generación

Cuando el resultado de un disturbio no afecta el balance de potencia activa (salida de facilidades de transmisión), todas las barras de carga serán anexas a una isla al final del proceso recursivo descrito. Sin embargo, cuando un disturbio ha producido la salida de facilidades de generación y/o demanda, el balance de potencia en el sistema se ve afectado, produciendo que ciertas barras de carga no hayan sido asignadas a una isla. Estas barras se asignan al GGC más cercano, cumpliendo siempre con la ec. (1). Esta asignación ocasiona un cambio en el balance de potencia de la isla que recibe a la barra de carga, razón por la cual puede ser necesario deslastrar carga para corregir dicho desbalance. La ubicación de la carga a desconectar corresponde a la barra anexada a la isla y la cantidad de carga a deslastrar queda definida por el desbalance de potencia. En caso de existir islas con exceso de generación, se determina la cantidad de generación que deben disminuir los generadores o el número de generadores a ser sacados de servicio.

2.2.4 Determinación de los Vínculos de Interconexión a ser Desconectados

Luego que todas las barras del sistema son asignadas a un GGC, y se ha determinado la cantidad de carga / generación a desconectar, se busca en el registro de vínculos de transmisión aquellos cuyos nodos extremos (**u, v**) pertenecen a GGC distintos. Estos constituyen los vínculos de interconexión que deben ser abiertos para formar las islas eléctricas

2.3 Control de Sobrecargas

Una vez definidas las islas a formase, se conoce: generación, demanda y topología de cada una. En base a esta información se determina la cargabilidad de los vínculos de transmisión mediante un flujo de potencia DC y se determinan las acciones correctivas necesarias para aliviar dicha sobrecarga. Esto con el fin de evitar la salida intempestiva de vínculos de transmisión por actuación de protecciones de sobrecorriente (sobrecarga), que podría llevar a la posterior desintegración de las islas recién formadas.

3 CASO DE ANÁLISIS

Se estudia el sistema New England de 10 generadores y 39 barras, el cual es sometido a la salida en cascada de vínculos de transmisión. Bajo estas condiciones los generadores pierden estabilidad conduciendo al colapso del sistema. Mediante la aplicación del ESCI adaptable propuesto, se evita el colapso y se mantienen las variables eléctricas dentro de rangos de operación normal.

3.1 Caso de Estudio: Caso de Colapso y Aplicación del ESCI propuesto

El sistema se encuentra alimentando una demanda de 5478.3 + j·1178.6 MVA. Bajo estas circunstancias, la salida de la línea L14-15 debido a una falla produce la sobrecarga y posterior salida en cascada de la línea LT 03-04, ocasionando la formación de dos áreas eléctricas conectadas mediante un enlace radial. En base a

la metodología presentada en [8], se determina que las áreas pierden sincronismo luego de los 12.18 segundos, ocasionando el colapso del sistema. Como indicador de estabilidad se usa el Centro de Inercia (**COI**) de los ángulos de rotor de cada área referidos al COI del sistema; cuando el valor de dicho indicador supera los 180 grados, se dice que el área es inestable.

La Fig. 4 muestra la evolución de los ángulos del rotor de los generadores. Se puede observar claramente la formación de dos áreas eléctricas después de la salida de la LT 03-04. La línea en magenta muestra la evolución del ángulo COI del sistema, mientras que las líneas café y verde representan los ángulos COI de las áreas 1 y 2, respectivamente. Se observa que el área 2 es la primera en alcanzar los 180 grados. En las figuras 5, 6 y 7 respectivamente, se muestran la evolución de la frecuencia, así como la magnitud y ángulo de tensión en cada barra.

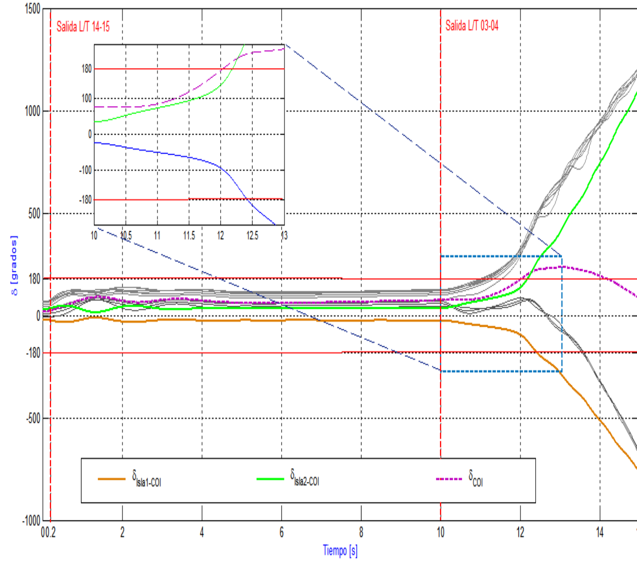


Fig. 3. Ángulos de generadores y COI

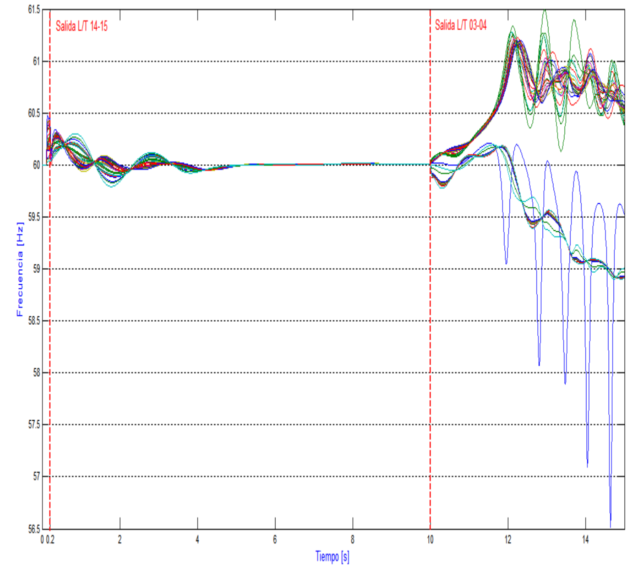


Fig. 4. Frecuencia en barras del sistema

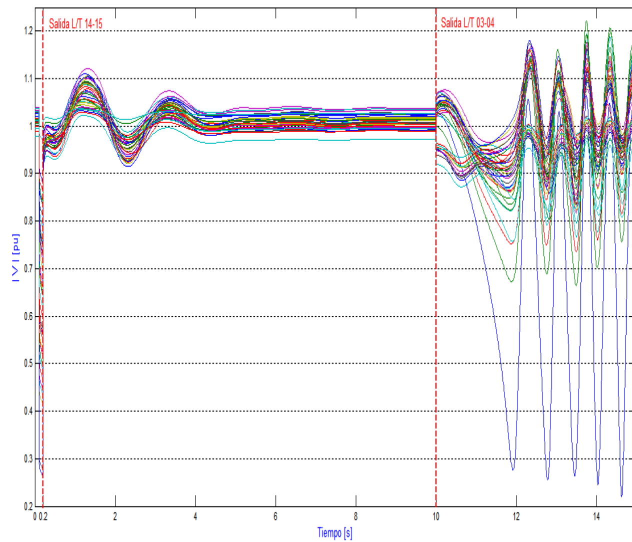


Fig. 5. Magnitud de Tensión

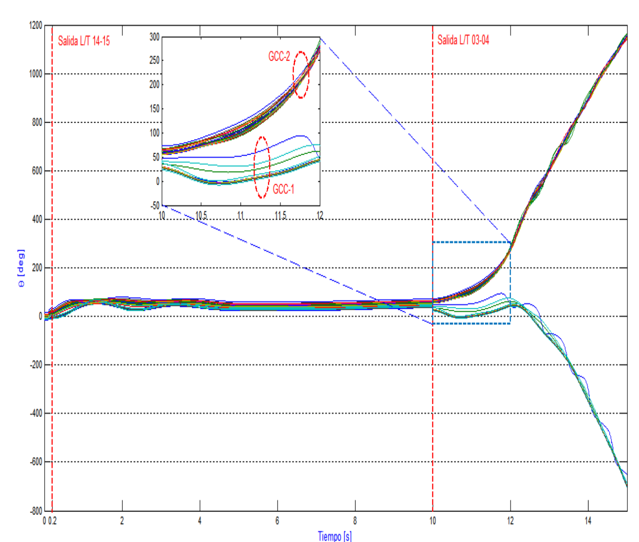


Fig. 6. Ángulo de Tensión

Luego de la salida de la línea L03-04, mediante el algoritmo recursivo de agrupamiento, se identifican dos GGC (ver fig. 7). Cada GGC está formado por los siguientes generadores:

GGC-01 = {G4, G5, G6, G7, G8, G9, G10}
GGC-02 = {G1, G2, G3}

Este agrupamiento tiene mucha lógica, pues luego de la salida de las LT 14-15 y LT 03-04, los generadores G1, G2 y G3 quedan conectados al resto del sistema mediante un corredor radial formado por las LT 01-02 y LT 01-39, es decir mediante una interconexión débil.

Considerando que los límites máximo y mínimo de variación de la frecuencia son $f_{ss\text{-}MAX}$ = 60.4 Hz y $f_{ss\text{-}MIN}$ = 59.6 Hz, mediante el modelo de control potencia-frecuencia descrito en la sección 2.2.2, se determina las máximas variaciones dinámicas de la frecuencia en cada isla. En la Isla 1, la frecuencia mínima alcanza los 59.29 Hz, operando el primer escalón del EAC; se calcula un nuevo valor de ΔP_{MIN} que evite la actuación del EAC, y que será considerado como la tolerancia mínima en dicha isla. En la Isla 2, la máxima variación dinámica de la frecuencia no activa ninguna protección de sobre y/o baja frecuencia. Las figuras 7 y 8 muestran la evolución dinámica de la frecuencia obtenida mediante el modelo de control potencia-frecuencia.

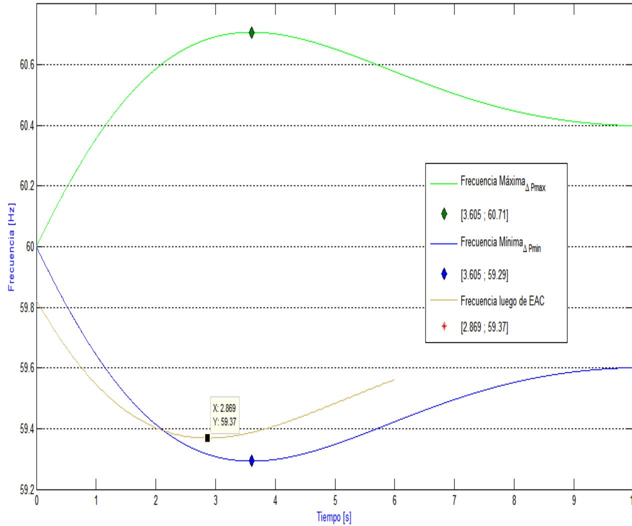


Fig. 7. Frecuencia máxima/mínima esperada Isla 1

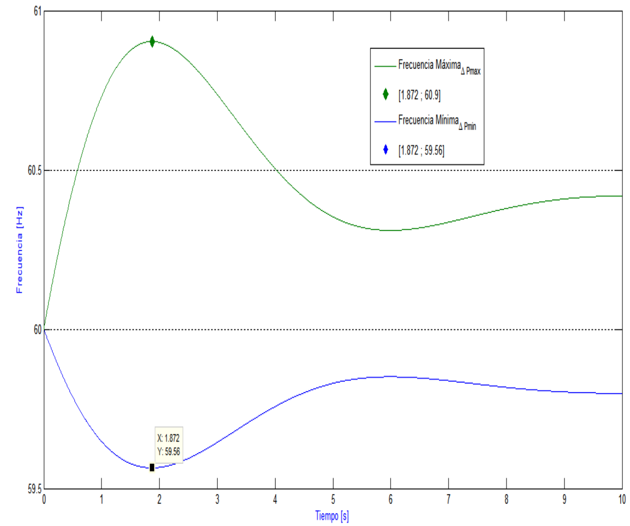


Fig. 8. Frecuencia máxima/mínima esperada Isla 2

Luego del proceso de la asignación de cargas a cada isla, mediante el chequeo de conectividad, se determina que la barra 4 es asignada a la Isla 2 sin que exista una conexión eléctrica que permita vincularla a dicha isla. Por esta razón, se asigna la carga 4 a la Isla 1 y se recalcula el desbalance de potencia en cada isla. A través de un EAC y Disparo de Generación (**DG**) se mantiene el desbalance dentro de los límites máximos y mínimos calculados.

En la Tabla I, se muestran los valores máximo y mínimo de la tolerancia para cada isla, y el desbalance real alcanzado luego de cada etapa de corrección del desbalance de potencia activa. Finalmente, se muestran el Esquema de Alivio de Carga y Disparo de Generación que se debe implementar en cada isla para cumplir con las consignas de frecuencia especificadas. Luego de definidas las islas eléctricas, se calcula un flujo de potencia DC en cada isla y se determina que no existe sobrecarga de las facilidades de transmisión. En base a estos resultados se procede con la separación del sistema en las islas eléctricas antes definidas.

TABLA I: CONTROL DEL DESBALANCE EN CADA ISLA

ISLA 1			ISLA 2		
$\Delta f_{ss\text{-}MAX}$ =	60.40	[Hz]	$\Delta f_{ss\text{-}MAX}$ =	60.40	[Hz]
ΔP_{MAX} =	430.2	[MW]	ΔP_{MAX} =	736.6	[MW]
Δf_{MAX} =	60.70	[Hz]	Δf_{MAX} =	60.90	[Hz]
$\Delta f_{ss\text{-}MIN}$ =	59.60	[Hz]	$\Delta f_{ss\text{-}MIN}$ =	59.60	[Hz]
* ΔP_{MIN} =	228.1	[MW]	ΔP_{MIN} =	355.1	[MW]
Δf_{MIN} =	59.40	[Hz]	Δf_{MIN} =	59.56	[Hz]
DESBALANCE					
P.B.P	-127.2	[MW]	P.B.P	277.2	[MW]
P.C.T	-1013.3	[MW]	P.C.T	1163.3	[MW]
E.A.C-D.G	-228.1	[MW]	E.A.C-D.G	743.3	[MW]
ESQUEMA ALIVIO CARGA			DISPARO GENERACIÓN		
Barra	Demanda		Generador	Potencia Generada	
4	301.4	[MW]	37	420	[MW]
7	32	[MW]			
8	164.3	[MW]			
12	3.5	[MW]			
31	4.6	[MW]			
39	279.5	[MW]			
P.B.P	Desbalance luego del Proceso de Balance de Potencia				
P.C.T	Desbalance luego del Proceso de Chequeo de Topología				
E.A.C-D.G	Desbalance luego de EAC y DG				

* El valor mínimo de la tolerancia ha sido calculado mediante la metodología propuesta con el fin de respectar el límite mínimo de frecuencia (fmin = 59.4 Hz)

En la Tabla 2 se muestra el desempeño dinámico de las principales variables del sistema. Se presentan las frecuencias máximas y mínimas alcanzadas luego de la formación de las islas eléctricas, el valor de la frecuencia en estado estable, y los valores de tensión máximo y mínimo luego de 40 segundos de simulación, definiendo el rango de variación de tensión en cada isla.

TABLA II: DESEMPEÑO DINÁMICO DE LAS VARIABLES DEL SISTEMA

ISLA 1			ISLA 2		
f_{MIN} [Hz]	59.41	[Hz]	f_{MIN} [Hz]	--	[Hz]
f_{MAX} [Hz]	60.21	[Hz]	f_{MAX} [Hz]	60.79	[Hz]
$f_{40\ SEG}$ [Hz]	59.65	[Hz]	$f_{40\ SEG}$ [Hz]	60.26	[Hz]
$V_{MIN\ A\ 40\ SEG}$ [pu]	0.990	[pu]	$V_{MIN\ A\ 40\ SEG}$ [pu]	1.000	[pu]
$V_{MAX\ A\ 40\ SEG}$ [pu]	1.052	[pu]	$V_{MAX\ A\ 40\ SEG}$ [pu]	1.048	[pu]

En la Isla 1, al aplicar el ESCI adaptable, se mantiene la frecuencia por encima de los 59.4 Hz evitando la actuación del EAC. La tensión en la barra B1 es ligeramente superior al valor máximo de operación normal, debido a que esta barra se encuentra conectada radialmente al generador 1 y no tiene carga (Efecto Ferranti). En el caso de la Isla 2, la frecuencia máxima, frecuencia de estado estable y tensiones se encuentran dentro del rango de operación normal. Finalmente, los resultados de la simulación dinámica aplicando el ESCI propuesto se muestran en las Fig. 9, 10 y 11: frecuencia, ángulo y magnitud de tensión de las barras del sistema. La Fig. 12 muestra la cargabilidad (en porcentaje) de los vínculos de transmisión; se observa que luego de la separación en islas todos los elementos se encuentran en niveles seguros de operación.

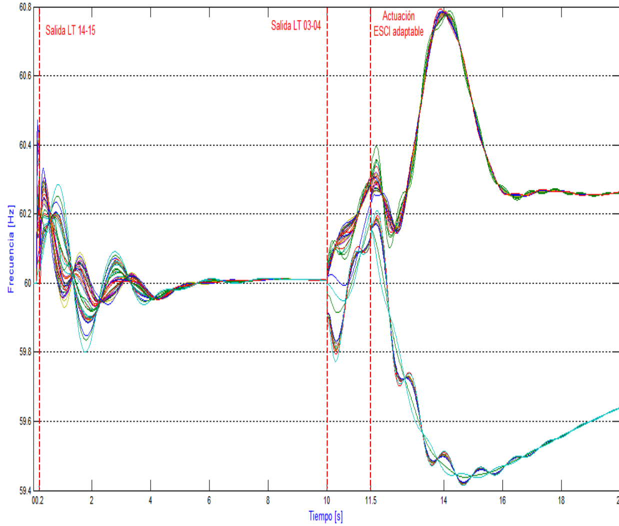


Fig. 9. Frecuencia

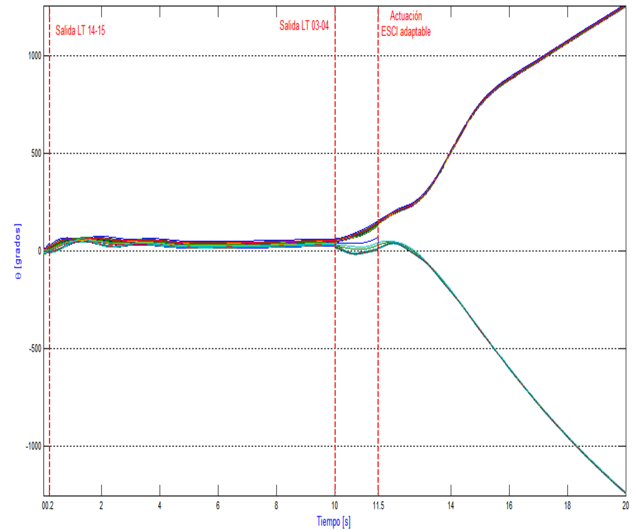


Fig. 10. Ángulo de Tensión

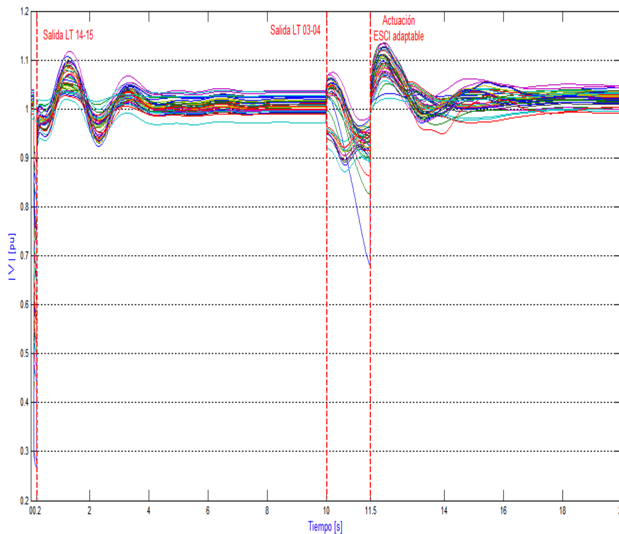


Fig. 11. Magnitud de Tensión

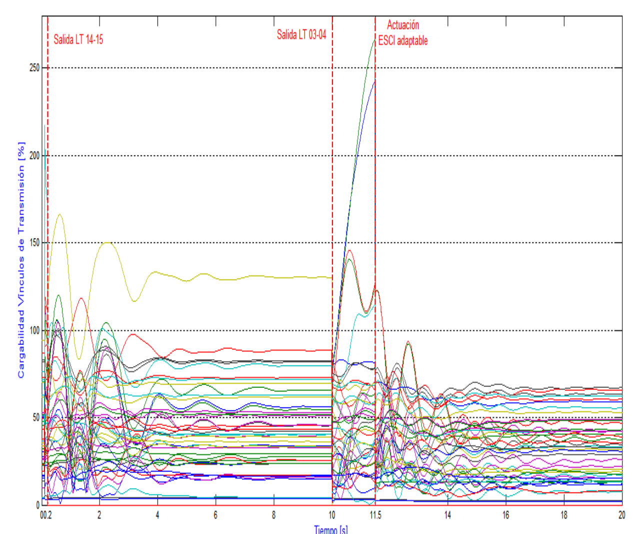


Fig. 12. Cargabilidad Vínculos Transmisión

4 CONCLUSIONES

El Esquema de Separación Controlada en Islas propuesto en el presente trabajo demuestra ser una herramienta capaz de evitar colapsos debido a la salida en cascada de elementos del sistema y problemas de inestabilidad dinámica.

Mediante el desarrollo e integración de algoritmos y técnicas novedosas de minería de datos, algoritmos de partición de redes y metodologías que permiten evaluar la evolución dinámica de la frecuencia, se ha desarrollado un ESCI que es capaz de determinar, con una mínima intervención del usuario, las islas eléctricas que deben formarse. El ESCI propuesto cambia su parametrización acorde con los datos que obtiene del sistema en tiempo real, adaptándose de esta manera a las condiciones operativas. Hay que destacar que los algoritmos propuestos en el presente trabajo pueden ser aplicados en otros campos de la ingeniería.

Finalmente, la aplicación del esquema desarrollado en sistemas reales está sujeta a la disponibilidad de 3 componentes básicos: (i) Sistema de medición WAMS basado en PMUs, (ii) Sistema de comunicaciones de alta velocidad y confiabilidad, (iii) Sistema centralizado de procesamiento y control de alto desempeño. Actualmente, muchos sistemas eléctricos están avanzando en el desarrollo de sistemas WAMS con sus respectivos sistemas de comunicación, lo que en un futuro abriría paso a la implementación del esquema propuesto.

5 REFERENCIAS

[1] Juan Li, Chen-Ching Liu, K. P. Schneider, “Controlled Partitioning of a Power Network Considering Real and Reactive Power Balance”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol.1, no.3, pp.261-269, Dec. 2010.

[2] N. Granda, C. Colomé, “Identificación de Generadores Coherentes en Tiempo Real usando Mediciones Sincrofasoriales (PMU)”, *Revista Técnica Energía*, vol. 8, pp. , 2012.

[3] N. Granda, C. Colomé, “A New Strategy for Controlled Power System Islanding”, *Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, pp.1-8, 3-5 Sept. 2012.

[4] P.M. Anderson, M. Mirheydar, "A low-order system frequency response model," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.5, no.3, pp.720-729, Aug. 1990.

[5] I. Egido, F. Fernandez-Bernal, P. Centeno, L. Rouco, "Maximum Frequency Deviation Calculation in Small Isolated Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.24, no.4, pp.1731-1738, Nov. 2009.

[6] Denis Lee Hau Aik, "A general-order system frequency response model incorporating load shedding: analytic modeling and applications," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.21, no.2, pp.709-717, May. 2006.

[7] J. Machowski, J. Bialek, J. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*, 2nd Ed., John Wiley & Sons, 2009.

[8] J.C. Cepeda, J.L. Rueda, D.G. Colomé, D.E. Echeverría, "Real-time transient stability assessment based on centre-of-inertia estimation from phasor measurement unit records," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol.8, no.8, pp.1363-1376, Aug. 2014.